УДК 622.692.4 https://doi.org/10.23947/2541-9129-2020-3-39-46

Проблемы защиты от коррозии при эксплуатации трубопроводных систем и оборудования нефтегазовой отрасли

К. Н. Абдрахманова, И. А. Дягилев, Н. Х. Абдрахманов, Р. А. Шайбаков
Уфимский государственный нефтяной технический университет (г. Уфа, Российская Федерация)

Введение. Обеспечение безопасного транспортирования углеводородных сред является одной из основных задач организаций, эксплуатирующих опасные производственные объекты. Наиболее сложными остаются вопросы защиты от коррозии промысловых трубопроводов. Это связано со значительной протяженностью коммуникаций, разветвленностью трубопроводных сетей, неоднородным составом перекачиваемых жидкостей.
Постановка задачи. Задачей данного исследования является разработка методов борьбы с солеотложениями и предотвращения преждевременного коррозионного износа нефтепроводов путем введения ингибиторов.
Теоретическая часть. При транспортировке нефти и нефтепродуктов по трубопроводам высока вероятность синергетических рисков, возникающих в результате коррозии материала тела трубопроводов, в том числе и из-за отложений солей. Солеобразование влияет на пропускную способность, производительность трубопроводных систем и работоспособность оборудования. Диагностика показала, что более 70 % труб подвержены коррозии с потерей металла и изменением толщины стенки. Коррозия меняет свойства металла, ухудшает его функциональные характеристики. При добыче и транспортировке нефти в целях борьбы с образованием солевых отложений широко применяют ингибиторы. При длительных сроках эксплуатации нефтегазопроводов невозможно гарантировать их безопасное функционирование. На объекты постоянно воздействуют окружающая среда, внешнее и внутреннее давление, происходят коррозия и старение материала трубопроводов.
Выводы. Представлен краткий обзор текущего состояния нефтепроводов, описан новый метод борьбы с солевыми отложениями. Разработан состав ингибитора солеотложений, включающий лимонную кислоту. Экспериментально установлено, что его использование позволяет снизить количество аварийных ситуаций. Выполнен краткий анализ возникновения аварий в нефтегазовой отрасли. Определены проблемы безопасной эксплуатации трубопроводных систем при воздействии нестационарных факторов. Подтверждена необходимость создания методики математического моделирования трубопроводных систем.

Ключевые слова: нефтегазопровод, коррозия, лимонная кислота, снижение техногенных рисков, солевые отложения, ингибиторы коррозии, нестационарные риски, безопасность эксплуатации.

Для цитирования: Проблемы защиты от коррозии при эксплуатации трубопроводных систем и оборудования нефтегазовой отрасли / К. Н. Абдрахманова, И. А. Дягилев, Н. Х. Абдрахманов, Р. А. Шайбаков // Безопасность техногенных и природных систем. — 2020. — № 3. — С. 39–46. https://doi.org/10.23947/2541-9129-2020-3-39-46

Problems of corrosion protection during safe operation of pipeline systems and equipment of oil and gas industry

K. N. Abdrakhmanova, I. A. Dyagilev, N. Kh. Abdrakhmanov, R. A. Shayibakov
Ufa State Petroleum Technological University (Ufa, Russian Federation)

Introduction. Organization of safety hydrocarbons transportation is one of the primary objectives for companies operating hazardous production facilities. Corrosion protection of field pipelines is still the most complex and multifaceted task. That is due to significant length of communication lines, branching pipeline networks, complex and heterogeneous composition of pumped liquids.
Problem Statement. The purpose of this research is the development of method of salinity control and the prevention of premature corrosion wear of oil pipelines by the use of inhibitors.
Theoretical Part. When transporting oil and petroleum products through pipelines, there is a high probability of synergistic risks arising from corrosion of the pipeline body material, including salt deposits. Salt formation affects the throughput, performance of pipeline systems, and equipment performance.
According to the result of in-line diagnostics analysis, more than 70% of pipes are subject to corrosion, with metal loss and changes in wall thickness. Corrosion also led to metal properties transformation, and degradation of its functional characteristics. Inhibitors are widely used during oil production and transportation to protect from the

formation of salt deposits. With long-term operation of oil and gas pipelines it is not possible to ensure completely safe operation. Pipeline systems are constantly affected by the environment, external and internal pressure, corrosion and aging of the pipeline material.
Conclusion. The article presents a brief overview of the current state of oil pipelines, and a new method for protection from salt deposits. The composition of the salt deposition inhibitor, including citric acid, has been developed. It has been experimentally established that its use reduces the number of accidents. A brief analysis of the occurrence of accidents in the oil and gas industry is performed. The problems of safe operation of pipeline systems under the influence of non-stationary factors are determined. The necessity of creating a method for mathematical modeling of pipeline systems is confirmed.

Keywords: oil and gas pipelines, corrosion, citric acid, reduction of technology related risks, salt deposits, corrosion inhibitors, nonstationery risks, operational safety.

For citation: Abdrakhmanova K. N., Dyagilev I. A., Abdrakhmanov N. Kh., Shaybakov R. A. Problems of corrosion protection during safe operation of pipeline systems and equipment of oil and gas industry: Safety of Technogenic and Natural Systems. 2020;3: 39–46. https://doi.org/10.23947/2541-9129-2020-3-39-46

Введение. Актуальной задачей при эксплуатации нефтегазопроводов является защита труб и оборудования от коррозии. Полностью исключить коррозионные явления нельзя, но можно своевременно принять меры по антикоррозионной защите.

Наиболее сложными остаются вопросы защиты от коррозии промысловых трубопроводов. Это обусловлено, в частности:

— значительной протяженностью коммуникаций,
— разветвленностью трубопроводных сетей,
— сложным и неоднородным составом перекачиваемых жидкостей,
— характеристиками почв на участках пролегания трубопроводов [1–3].

Солеотложения снижают безопасность эксплуатации трубопроводных систем, предназначенных для транспортировки углеводородов. Этим определяется актуальность работы. Процессы добычи, транспортировки нефти или газа часто сопровождаются нежелательным образованием отложений неорганических солей на стенках оборудования и сопутствующих коллекторов. По мере увеличения объемов перекачки растут и отложения.

Применение новых технологических и технических решений при транспортировании воспламеняющихся и горючих веществ позволяет установить более высокий уровень промышленной и пожарной безопасности эксплуатируемого опасного объекта. Эту проблему исследовали многие российские и зарубежные авторы [4–6].

Обеспечение безопасного транспортирования углеводородных сред — одна из основных задач организаций, эксплуатирующих опасные производственные объекты. Диагностика 600 технологических и нефтепромысловых трубопроводов обнаружила недопустимые дефекты в 75 % случаев [7, 8].

Постановка задачи. Задачей данного исследования является разработка метода борьбы с солеотложениями и предотвращения преждевременного коррозионного износа нефтепроводов путем введения ингибиторов. Отложение солей на стенках промысловых трубопроводов влияет на их пропускную способность и производительность. Солеобразование также является одной из причин коррозии металла. Поэтому для борьбы с солеотложениями и предотвращения преждевременного износа на нефтяных промыслах в систему промысловых трубопроводов вводят ингибиторы.

Теоретическая часть. Анализ результатов внутритрубной диагностики магистральных трубопроводов показывает, что доля труб с дефектами составляет от 9,6 до 21,8 % (показатели зависят от участка трубопровода, наличия сварных швов и запорной арматуры). Доля труб с опасными дефектами — от 0,5 до 3,7 %. Из них около 70% — трубы с потерями металла, изменениями толщины стенки, в том числе из-за коррозии. При коррозии меняются свойства металла, ухудшаются его функциональные характеристики [9, 10]. Один из факторов, влияющих на показатели коррозии и износа металла, — солеобразование [11].

Безопасность эксплуатации трубопроводов зависит, в частности, от давления и физико-химических свойств перекачиваемой среды.

Часто аварийные ситуации возникают из-за старения трубопроводных систем [12, 13]. Не всегда применение известных методов внутритрубной диагностики позволяет выяснить причину возникновения опасных дефектов, измерить их, установить предельное значение ресурса эксплуатации оборудования.

Сложности внутритрубной диагностики обусловлены изменением сечений в трубопроводных системах и образованием местных сопротивлений.

Отложение солей на стенках трубопроводов влияет на пропускную способность, производительность трубопроводных систем и работоспособность оборудования, в том числе с подвижными деталями.

Солеотложение и его последствия следует учитывать и при использовании системы управления нестационарными системными рисками.

На нефтяных промыслах и узлах подготовки нефти в целях минимизации образования солевых отложений широко используется введение ингибиторов [14, 15].

Вопросы борьбы с солеотложениями и предотвращения преждевременного износа нефтепроводов решались экспериментально: оценен потенциал ранееразработанного ингибитора солеотложений с добавлением лимонной кислоты.

Эксперимент и результаты. Цель лабораторного эксперимента — определить эффективность ингибитора солеотложений СНПХ 5312 марки С различной концентрации с добавлением лимонной кислоты. В опытах использовалась пластовая вода Блочной кустовой насосной станции (БКНС) установки подготовки нефти (УПН) ООО «Байтекс».

Подготовка образцов проводилась в семь этапов.

1. В семь конических колб (250 мл) залили по 100 мл пластовой воды.

2. В пять из них добавили ингибитор солеотложения с лимонной кислотой (ЛК, 0,3 мг) при концентрациях 10, 20, 30, 60 и 100 мг/дм^3, что соответствует 0,2; 0,4; 0,6; 1,2 и 2,0 мл раствора (табл. 1).

Таблица 1

Образцы пластовой воды БКНС УПН ООО «Байтекс» в зависимости от концентрации ингибитора коррозии

Исходный раствор	№ 1	№ 2 (+ ингибитор / + ЛК)	№ 3 (+ ингибитор / + ЛК)	№ 4 (+ ингибитор / + ЛК)	№ 5 (+ ингибитор / + ЛК)	№ 6 (+ ингибитор / + ЛК)
Без термостатирования	Пластовая вода	0,2 мг / 0,3 мг	0,4 мг / 0,3 мг	0,6 мг / 0,3 мг	1,2 мг / 0,3 мг	2,0 мг / 0,3 мг

3. Колбы закрыли крышками. Первая колба — контрольная, не подвергается воздействиям.

4. Остальные колбы термостатировали в сушильном шкафу «Меммерт» при температуре 75 °С в течение 5 часов.

5. Через 5 часовпробы охладили и профильтровали через плотный фильтр «синяя лента».

6. Для определения содержания ионов кальция в конические колбы пипеткой Мора отобрали 10 мл фильтрата и добавили 40 мл дистиллированной воды.

7. С помощью мурексида по трилону Б определили кальциевую жесткость (табл. 2).

Таблица 2

Содержание ионов кальция в пластовой воде БКНС УПН ООО «Байтекс» с добавлением ингибитора солеотложения СНПХ 5312 марки С и лимонной кислоты

	Исходный образец	Образец № 1	Образец № 2	Образец № 3	Образец № 4	Образец № 5	Образец № 6
V_T^*, мл	12,94	11,76	12,04	12,2	11,8	12,3	12,08
X,	1296,588	1178,352	1206,408	1222,4	1182,36	1232,46	1210,416
*Т — титрование. Х — содержание ионов кальция после титрования.							

Результаты расчета эффективности ингибитора солеотложения в пластовой воде сдобавлением лимонной кислоты приводятся в табл. 3.

Таблица 3

Эффективность действия ингибитора солеотложения в пластовой воде БКНС УПН ООО «Байтекс» с добавлением лимонной кислоты

	+ Ингибитор / + ЛК				
	0,2 мг / 0,3 мг	0,4 мг / 0,3 мг	0,6 мг / 0,3 мг	1,2 мг / 0,3 мг	2,0 мг / 0,3 мг
Эффективность действия ингибитора солеотложения (ЭИСО, %)	93	71	85	58	54

Эффективность действия ингибитора солеотложения (ЭИСО, %) определяем по формуле (1):

$$Э = (Cр – Cх / Cо – Cх) 100, \quad (1)$$

где Cх — содержание ионов кальция в пробе без ингибитора, мг/дм^3; Cр — содержание ионов кальция в пробе с ингибитором после термостатирования, мг/дм^3; Cо — содержание ионов кальция в исходном растворе, мг/дм^3.

Эксперимент и вычисления показали, что ингибитор СНПХ 5312 марки С с лимонной кислотой (3 %) достаточно эффективно предотвращает образование солей в технических устройствах Байтуганского месторождения.

Мероприятия по предупреждению аварий. Острая проблема коррозии трубопроводных систем, предназначенных для транспортировки углеводородных сред, требует качественных и экономически эффективных решений [16–19].

В рамках данного исследования рассмотрены случаи попадания перекачиваемых продуктов во внешнюю среду из-за разгерметизации и повреждения трубопроводных систем. Их основные причины:

— неконтролируемая коррозия металла внутренней и внешней оболочки трубопровода,

— гидро- и газоабразивное изнашивание,

— усталость и старение металла.

Отечественный уровень технического обеспечения трубопроводных систем средствами автоматизации и качественными материалами отстает от мирового на 15–20 лет [20, 21]. Материал, диаметр и толщина труб не всегда отвечают проектным требованиям. Существуют и другие причины, влияющие на частоту аварий и инцидентов при эксплуатации трубопроводных систем.

На рис. 1 представлены данные об авариях на предприятиях нефтегазовой отрасли в Российской Федерации в 2009–2017 гг. [11]

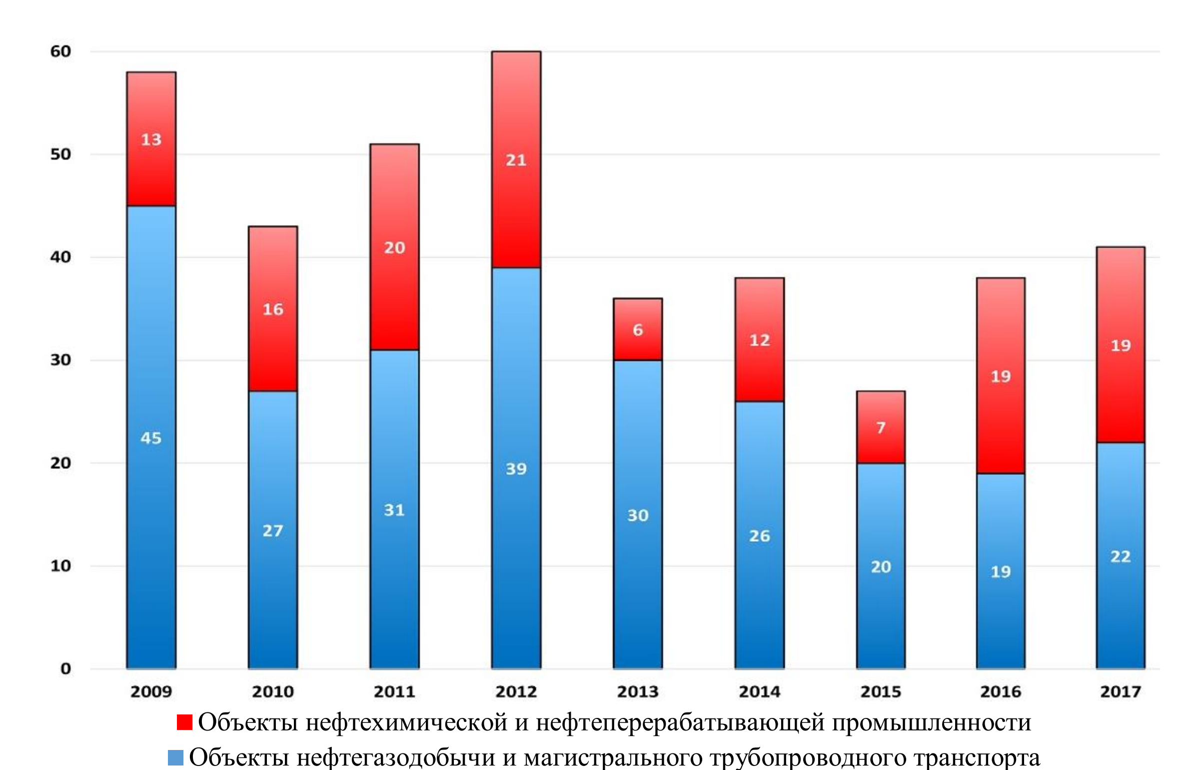


Рис. 1. Динамика аварийности на предприятиях нефтегазовой отрасли и нефтегазопереработки

При общих закономерностях аварий каждая имеет отличительные особенности:

— время возникновения и развития,

— масштаб (зависит от энергетического потенциала оборудования),

— давление, приводящее к разрушению технических устройств и систем,

— взрывы и пожары,

— выброс веществ, негативно влияющих на окружающую среду.

С учетом вышеизложенного представляются актуальными задачи:

— определить требования по формированию методологии раннего обнаружения предаварийных ситуаций и их предупреждению;

— разработать оптимальные параметры системы онлайн-управления нестационарными рисками и предотвращения аварийных ситуаций.

Управление синергетическими рисками закладывается на стадии проектирования трубопроводных систем. При их эксплуатации необходимы качественная диагностика и распознавание предаварийных и аварийных ситуаций, точное исполнение требований технологического режима. Обязательны также мероприятия по предупреждению внештатных ситуаций [22, 23].

Нестационарность названных выше рисков (воздействие окружающей среды, внешнее и внутреннее давление, коррозия и старение материала трубопроводов) снижает эффективность и безопасность процесса перекачки нефти, газа и продуктов их переработки. Отсутствие надежных систем мониторинга и учета нестационарности — серьезный недостаток существующих технологий прогнозирования и определения вероятности возникновения аварийной ситуации и возможных последствий, особенно если речь идет:

— о работе объекта в условиях предельных сроков эксплуатации;

— о разветвленных неоднородных трубопроводных системах с разными режимами эксплуатации [24, 25].

Таким образом, основные задачи по математическому и техническому моделированию нестационарных трубопроводных систем связаны с прогнозированием:

— предельно допустимых максимальных и минимальных величин давления, создаваемых насосными агрегатами;

— предельно допустимых интервалов времени срабатывания сигнализации и включения средств защиты;

— нестационарности гидравлических сопротивлений в разветвленных и неразветвленных трубопроводных системах;

— нестационарности внешних воздействий на трубопровод;

— скорости коррозийного износа металла от нестационарного внешнего и внутреннего воздействия на стенки трубопровода.

Необходимо также сформировать карты режимов перекачки, определить порядок включения и отключения насосных агрегатов, уточнить требования к действующим организациям мониторинга, управления технологическими процессами и оборудованием с обязательным контролем проявления нестационарных рисков [26, 27].

При решении этих задач следует изучить возникновение коррозии из-за воздействия нестационарных факторов методом спектрально-корреляционного анализа, а также выполнить расчеты:

— изменений напряженно-деформированного состояния конструкции трубопровода,

— изменений гидравлических сопротивлений перекачиваемых сред,

— внешнего и внутреннего воздействия волновых моделей нестационарных величин на характеристики трубопроводов.

Выводы. Основная причина аварий трубопроводов — их неудовлетворительное техническое состояние. Транспортирование углеводородов сопряжено с постоянными рисками, возникающими из-за коррозии материала тела трубопроводов, в том числе из-за отложений солей.

Эксперимент позволил установить, что лимонная кислота может применяться в качестве соингибитора для предотвращения солевых отложений и коррозии.

Можно предотвратить аварии или избежать катастрофических последствий, используя модели зарождения и влияния нестационарных рисков на процессы транспортирования.

Выполнение всех условий безопасности позволит в режиме реального времени управлять эксплуатацией трубопроводных систем транспортировки нефти и газа.

Библиографический список

1. Разработка технических требований к созданию системы оперативного мониторинга и управления промышленной и экологической безопасностью опасных производственных объектов на основе минимизации рисков / Н. Х. Абдрахманов, Н. В. Шутов, К. Н. Абдрахманова [и др.] // Нефтегазовое дело. — 2015. — № 4. — С. 497–511.

2. Техногенный риск и управление промышленной безопасностью нефтеперерабатывающих предприятий / М. Х. Хуснияров, А. П. Веревкин, И. Р. Кузеев [и др.]. — Уфа : Нефтегазовое дело, 2012. — 311 с.

3. Organization of safe management of fire operations on gas pipelines / N. Kh. Abdrakhmanov, A. V. Fedosov, R. A. Shaibakov [и др.] // Вестник Национальной академии наук Республики Казахстан. — 2019. — № 6 (382). — С. 272–279.

4. Абдрахманов, Н. Х. Научно-методические основы обеспечения безопасной эксплуатации опасных производственных объектов нефтегазового комплекса на основе управления системными рисками : автореф. дис. ... д-ра тех. наук / Н. Х. Абдрахманов. — Уфа, 2014. — 45 с.

5. Sood, A. Pipeline Scale-up in Drag Reducing Turbulent Flow / A. Sood, E. Rhodes // The Canadian Journal of Chemical Engineering. — 1998. — Vol. 76, № 1. — P. 11–18.

6. Анализ систем обнаружения утечек на магистральных нефтепродуктопроводах / Н. Х. Абдрахманов, М. А. Галлямов, В. В. Саляхутдинов [и др.] // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. — 2017. — № 3 (109). — С. 154–164.

7. Галлямов, А. К. Обеспечение надежности функционирования системы нефтепроводов на основе технической диагностики / А. К. Галлямов, К. В. Черняев, А. М. Шаммазов. — Уфа : Изд-во УГНТУ, 1997. — 597 с.

8. Оценка и обеспечение безопасности эксплуатации нефтегазопроводов в условиях нестационарности технологических параметров / З. Х. Павлова, Х. А. Азметов, Н. Х. Абдрахманов, А. Д. Павлова // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. — 2018. — Т. 329, № 1. — С. 132–137.

9. Баширова, Э. М. Оценка предельного состояния металла оборудования для переработки углеводородного сырья с применением электромагнитного метода контроля : дис. канд. тех. наук / Э. М. Баширова. — Уфа, 2005. — 137 с.

10. Расследование аварийных ситуаций: новые методы и подходы / Р. А. Шайбаков, Н. Х. Абдрахманов, И. Р. Кузеев [и др.] // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. — 2008. — № 3 (73). — С. 110–121.

11. Информация об авариях, происшедших на предприятиях, подконтрольных территориальным органам Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору / Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору // rostehnadzor.ru : [сайт]. — URL : http://www.rostehnadzor.ru/chronicle.html/ (дата обращения : 25.06.2019).

12. Особенности разрушения материалов нефтегазопроводов / А. Г. Гареев, М. А. Худяков, И. Г. Абдуллин [и др.]. — Уфа : Гилем, 2006. — 155 с.

13. Современные методы и средства обеспечения безопасной эксплуатации магистральных нефтепроводов / Н. Х. Абдрахманов, Х. А. Азметов, А. Д. Павлова [и др.] // Нефтегазовое дело : [сайт]. — 2017. — № 6. — С. 192–206. — URL : http://ogbus.ru/issues/6_2017/ogbus_6_2017_p192-206_AbdrakhmanovNKh_ru.pdf. DOI: 10.17122/ogbus-2017-6-192-206.

14. Эффективность химической ингибиторной защиты в борьбе с внутренней коррозией промысловых трубопроводов / А. А. Турдыматов, Н. Х. Абдрахманов, К. Н. Абдрахманова, В. В. Ворохобко // Нефтегазовое дело. — 2016. — № 3. — С. 137–156.

15. Физические методы в исследованиях осаждения и коррозии металлов / С. С. Виноградова, Р. А. Кайдриков, А. Н. Макарова, Б. Л. Журавлев. — Киев : КНИТУ, 2013. — С. 142–144.

16. Каковкин, Д. А. Задачи и проблемы коррозионного мониторинга оборудования химических предприятий / Д. А. Каковкин, В. Г. Харебов, А. Н. Мисейко // Химическая техника. — 2017. — № 5. — С. 28–31.

17. Монахов, А. Н. Опыт применения датчиков коррозии в системах коррозионного мониторинга / А. Н. Монахов, А. К. Кузнецов, М. А. Монахова // Экспозиция Нефть Газ. — 2015. — № 2 (41). — С. 46–49.

18. Способ защиты металлов и сплавов от питтинговой коррозии многослойными металлическими покрытиями / В. А. Грачев, А. Е. Розен, Г. В. Козлов, А. А. Розен // Коррозия: материалы, защита. — 2017. — № 2. — С. 12–17.

19. Электрохимические методы исследования локальной коррозии пассивирующихся сплавов и многослойных систем / Р. А. Кайдриков, Б. Л. Журавлев, С. С. Виноградова [и др.]. — Киев : КНИТУ, 2014. — С. 144–150.
20. Abrosimov, A. A. The ecology of hydrocarbon systems processing / A. A. Abrosimov. — Moscow : Chemistry publishing *hous*. — 2002. — 607 p.
21. Харионовский, В. В. Руководство по оценке оздоровительных участков трубопровода с дефектами типа овализации / В. В. Харионовский, И. Н. Курганова, Д. И. Ремизов. — Москва : ВНИИГАЗ, 1996. — С. 38.
22. Повышение безопасности эксплуатации газопроводов / Н. Х. Абдрахманов, В. М. Давлетов, К. Н. Абдрахманова [и др.] // Нефтегазовое дело. — 2016. — Т. 14, № 3. — С. 183–187.
23. Мухамадеев, Р. И. Психологические аспекты повышения уровня безопасности труда / Р. И. Мухамадеев, И. К. Бакиров, И. Г. Мухамадеев // Вестник Башкирского государственного аграрного университета. — 2014. — № 3. — С. 118–121.
24 Исследование и анализ нестационарности возникновения и развития потенциально опасных ситуаций при эксплуатации опасных производственных объектов / Н. Х. Абдрахманов, Н. В. Шутов, К. Н. Абдрахманова [и др.] // Нефтегазовое дело. — 2015. — № 1. — С. 292–306.
25. Failure Rate and Event Data for Use within Risk Assessments 28/06/2012 / HSE. Health and Safety Executive London // efcog.org : [сайт]. — URL: https://efcog.org/wp-content/uploads/Wgs/Safety%20Working%20Group/_Nuclear%20and%20Facility%20Safety%20Subgroup/Documents/HSE%20Failure%20Rates.pdf (датаобращения: 21.08.2020).
26. Хафизов, Ф. Ш. Расчет пожарных рисков объектов топливно-энергетического комплекса / Ф. Ш. Хафизов, И. К. Бакиров // Пожаровзрывобезопасность. — 2010. — Т. 19, № 11. — С. 31–35.
27. Barreto, C. V. Optimization of Pump Energy Consumption in Oil Pipelines / C. V. Barreto, L. F. Gonçalves, L. F. Azevedo // Pipeline Technologies — 2004 : materials of international pipeline conference. — 2004. — Vol. 1–3, paper № IPC2004-0385. — P. 23–27.

Сдана в редакцию 15.05.2020
Запланирована в номер 13.07.2020

Об авторах:

Абдрахманова Карина Наилевна, аспирант кафедры «Пожарная и промышленная безопасность» Уфимского государственного нефтяного технического университета (450062, РФ, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1), ORCID: https://orcid.org/0000-0002-5238-6473, akarinan@mail.ru.

Дягилев Иван Анатольевич, магистрант кафедры «Промышленная безопасность и охрана труда» Уфимского государственного нефтяного технического университета (450062, РФ, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1), ORCID: https://orcid.org/0000-0002-8842-0848, rener06@rambler.ru.

Абдрахманов Наиль Хадитович, заведующий кафедрой «Промышленная безопасность и охрана труда» Уфимского государственного нефтяного технического университета (450062, РФ, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1), доктор технических наук, профессор, ORCID: https://orcid.org/0000–0002–3184–1975, anailx@mail.ru.

Шайбаков Рустем Ахтямович, доцент кафедры «Промышленная безопасность и охрана труда» Уфимского государственного нефтяного технического университета (450062, РФ, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1), кандидат технических наук, ORCID: https://orcid.org/0000-0003-4354-6831, rashaibakov@mail.ru.

Заявленный вклад соавторов

К. Н. Абдрахманова и И. А. Дягилев — экспериментальные исследования и патентный анализ; Н. Х. Абдрахманов — формулирование основной идеи исследования и структуры статьи, редактирование; Р. А. Шайбаков — литературный и патентный анализ, участие в теоретическом исследовании.

Submitted 15.05.2020
Scheduled in the issue 13.07.2020

Authors:

Abdrakhmanova, Karina N., Postgraduate student, Department of Fire and Industrial Safety, Ufa State Petroleum Technological University (1, Kosmonavtov st., Ufa, 450062, RF), ORCID: https://orcid.org/0000-0002-5238-6473, akarinan@mail.ru

Dyagilev, Ivan A., Undergraduate student, Department of Fire and Industrial Safety, Ufa State Petroleum Technological University (1, Kosmonavtov st., Ufa, 450062, RF), ORCID: https://orcid.org/0000-0002-8842-0848, rener06@rambler.ru

Abdrakhmanov, Nail Kh., Head, Department of Fire and Industrial Safety, Ufa State Petroleum Technological University (1, Kosmonavtov st., Ufa, 450062, RF), Dr. Sci., Professor, ORCID: https://orcid.org/0000–0002–3184–1975, anailx@mail.ru

Shaybakov, Rustem A., Associate professor, Department of Fire and Industrial Safety, Ufa State Petroleum Technological University (1, Kosmonavtov st., Ufa, 450062, RF), Cand. Sci., ORCID: https://orcid.org/0000-0003-4354-6831, rashaibakov@mail.ru

Contribution of the authors:

K. N. Abdrakhmanova and I. A. Diaghilev — experimental research and patent analysis; N. Kh. Abdrakhmanov — formulation of the main idea of research and article structure, editing; R. A. Shaybakov — literary, patent analysis and participation in theoretical research.